Comisión de Comisión de Industria, Energía y Minería

Carpeta Nº 427 de 2010

Versión Taquigráfica N° 400 de 2010

PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE GAS NATURAL LICUADO (GNL)

Ministerio de Industria, Energía y Minería

Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE)

Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Pórtland (ANCAP)

Versión taquigráfica de la reunión realizada el día 21 de diciembre de 2010

(Sin corregir)

PRESIDE:	Señor Representante Álvaro Delgado.
MIEMBROS:	Señores Representantes Verónica Alonso, Julio Battistoni, Felipe Carballo, Carlos Varela Nestier y Walter Verri.
DELEGADOS DE SECTOR:	Señores Representantes Nelson Alpuy y Hermes Toledo Antúnez.
ASISTE:	Señor Representante Yerú Pardiñas.
INVITADOS:	Señores Ministro de Industria, Energía y Minería, ingeniero químico Roberto Kreimerman; Subsecretario, profesor Edgardo Ortuño; Director Nacional de Energía del MIEM, doctor Ramón Méndez; Vicepresidente de UTE, ingeniero César Briozzo, y Vicepresidente de ANCAP, ingeniero Germán Riet.

SEÑOR PRESIDENTE (Delgado).- La Comisión tiene el agrado de recibir al señor Ministro de Industria, Energía y Minería, ingeniero químico Roberto Kreimerman, al señor Subsecretario, profesor Edgardo Ortuño, al Vicepresidente de UTE, ingeniero César Briozzo, al Vicepresidente de ANCAP, ingeniero Germán Riet y al Director Nacional de Energía y Tecnología Nuclear, doctor Ramón Méndez.

El motivo de la invitación es conocer en el seno de esta Comisión y, a través de esta Comisión, en una difusión más amplia cuáles son los planes, los plazos y las acciones que el Gobierno está tomando en lo que tiene que ver con la eventual construcción de una planta de regasificación, sobre todo teniendo en cuenta que hay decisiones que hay que tomar en los próximos tiempos.

Tengo en mi poder el acuerdo que redactamos a nivel de la comisión multipartidaria de energía en lo que tiene que ver con la oferta. El acuerdo hace referencia a la búsqueda de los caminos para intensificar la participación del gas natural en la matriz uruguaya de manera robusta y a un precio competitivo y a la culminación, a la brevedad, del análisis de las diversas opciones de incorporación. También menciona la planta regasificadora en territorio nacional, la ampliación de redes, la construcción de un nuevo gasoducto, etcétera.

Existía un acuerdo de avanzar en el estudio de la diversificación de la matriz y de la planta regasificadora. Entendemos que es un tema determinante y que si se logra incorporar el gas natural a la matriz, en Uruguay habrá un antes y un después en el sentido productivo, de costos, industrial y de generación eléctrica.

Me parece que también es una buena oportunidad para conocer de primera mano cómo está viendo el Poder Ejecutivo el tema, cuáles son los plazos que maneja, los eventuales socios, las formas de asociación, en lo externo y en la interno, si es que está definido instrumentarlo a nivel binacional o en forma autónoma o nacional, porque en la prensa también se habló de eso. Recuerdo que, por ahí, un reportaje decía: no sabemos si "con" o "sin", pero Uruguay va a avanzar en ese sentido.

Lo que queremos es recabar información a fin de intercambiar algunas ideas con respecto al tema.

SEÑOR MINISTRO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA.- Efectivamente, los acuerdos multipartidarios y el plan estratégico visión 2030 implican un cambio significativo de la matriz energética, por el cual todos los actores aspiramos a llegar al año 2015 con un 50% de energías renovables. En ese sentido, se han dictado decretos al respecto como continuación de las leyes que este Parlamento aprobara oportunamente y se ha incorporado en forma significativa el gas natural a nuestra matriz energética, con el objetivo de disminuir nuestra dependencia del petróleo dependencia de importaciones y de altos costos y, además, fuente de emisión importante, cuyo promedio en los últimos años ha sido del 62%, a un valor de un poco más del 30%.

Como ustedes saben la comisión multipartidaria lo resaltaba, aquí el gas natural es un componente importante porque, aun siendo un combustible fósil el señor Director Nacional de Energía ilustrará más profundamente sobre este tema, se espera que por varios años su costo no sea de arbitraje con respecto al petróleo debido a la oferta que hay. Por otro lado, es un tema importante porque, a diferencia de otras fuentes, es utilizable tanto en la generación de energía eléctrica como a nivel residencial e industrial y, a más largo plazo, en el transporte.

Para Uruguay este es un paso estratégico y por eso agradecemos la invitación de esta Comisión a fin de permitirnos informar acerca de la situación actual, la cual está muy avanzada. En ese sentido, hubo tratativas con Argentina a fin de alcanzar un camino más rápido, que es la planta regasificadora en el mar. Luego de la firma por parte de la señora Presidenta argentina y del señor Presidente de Uruguay, se lograrían disminuir los plazos y ubicarlos dentro del actual período, dado que hemos trabajado fundamentalmente en combinación con ANCAP y UTE en cuáles son los perfiles de demanda que se pueden prever hacia el futuro y, por lo tanto, cuál es la oferta que tiene que dar nuestro país al respecto. Y ¡vaya si el consumo viene aumentando, dado el crecimiento económico del país! Además, hay expectativa por las inversiones que van llegando en ese sentido.

Vamos a hacer una pequeña introducción de por qué el gas natural, aprovechando el carácter informativo de esta reunión, como decía el señor Presidente. Luego, profundizaremos acerca de cuál es la situación actual de las negociaciones y, en algún aspecto específico que sea ya punto negociable, pediremos que se suspenda la toma de la versión taquigráfica.

Así que, reitero, vamos en tres pasos: el gas natural, las negociaciones específicamente con Argentina y, sobre el final, cuál es el estado más actual de la situación.

SEÑOR PRESIDENTE.- Voy a hacer algunas preguntas.

Tengo aquí una cronología relativa a la planta de regasificación. Empieza en 2007 con un acuerdo de confidencialidad entre ANCAP y PETROBRAS y entre el Ministerio de Industria, Energía y Minería, de Uruguay y el de Minas y Energía, de Brasil. Luego se avanzó en un convenio con Argentina. Después, se

creó Gas Sayago S.A. y se realizó el acuerdo de accionistas, que se renegoció. Más adelante surgieron algunas discusiones vinculadas a la instalación de la planta.

En primer lugar, quisiera saber si esto será “onshore” u “offshore” hasta hace muy poco se hablaba de las dos posibilidades, y los costos y ventajas de cada una de las opciones.

Por otra parte, me gustaría que informaran si ya se ha definido hacer un acuerdo con Argentina, o ese es uno de los asuntos que está en discusión. Me refiero a avanzar en una planta casi binacional, aunque sea en territorio nacional.

En caso de que se hubiera definido hacer un acuerdo con Argentina, quisiera saber si la contraparte de Gas Sayago S.A. será Enarsa o Camesa. Sobre este punto tenemos algunas otras consideraciones para hacer, pero quizá las hagamos más adelante, sin versión taquigráfica.

Como ustedes saben, en materia de gas, Argentina genera algunas prevenciones. En este sentido, todavía hay acuerdos firmados sin cumplir. En caso de que se avance en este tema, existe el compromiso de consumir determinada cantidad de gas y debemos estar seguros de que Argentina podrá cumplir, sobre todo, en los picos de consumo, que se dan en el invierno. Aclaro que no me refiero a los picos de consumo de energía eléctrica sino a los de gas, que en Argentina se dan en invierno. Según sabemos, ese país acaba de construir una planta en Escobar, que se sumaría a la de Bahía Blanca.

También es muy importante la seguridad jurídica con relación a Argentina y es indispensable saber si la comercialización se va a hacer por separado o en forma conjunta. ¿Por qué decimos esto? Porque puede tener algunas ventajas. Tenemos entendido que hay algunos problemas de créditos internacionales en lo que tiene que ver con Enarsa o Camesa. Queremos saber si eso puede afectar la planta conjunta, si el gas se va a comercializar en forma conjunta o por separado, y de ser así, si puede afectar el procedimiento industrial de regasificación.

Por otra parte, nos gustaría tener información sobre los nuevos anuncios de Argentina vinculados a formas no tradicionales de gas; por ejemplo, Shell Gas, acaba de anunciar el descubrimiento de nuevos yacimientos. ¿Eso cambia la ecuación o las proyecciones?

En caso de que el acuerdo sea con Argentina, ¿está previsto el costo final que va a tener el GNL a nivel industrial y del consumidor? ¿Qué carga impositiva tendrá?

Como todos saben, en el Parlamento acabamos de realizar un seminario sobre estos temas. En dicha oportunidad, agradecimos públicamente el apoyo del Ministerio de Industria, Energía y Minería, y ahora lo vamos a reiterar para que conste en la versión taquigráfica. Agradecemos nuevamente el apoyo de todas las reparticiones del Ministerio, fundamentalmente, de la Dirección Nacional de Energía, no solo por su presencia sino por su participación en la organización del seminario. No pudimos contar con la presencia del Director, porque estaba en Cancún, pero sí estuvo todo su equipo; también participaron un par de veces el señor Ministro y el señor Subsecretario.

En esa ocasión se plantearon muchas dudas no con respecto a que el gas es el combustible del futuro se habló de que será el gran combustible del siglo actual y del que viene, sino en cuanto a la seguridad jurídica de nuestro eventual socio debido a la falta de inversiones y otras consideraciones que se hicieron. Entonces, pongo este tema arriba de la mesa.

También tenemos algunas preguntas vinculadas a Gas Sayago S.A.. Se han establecido algunas cláusulas vinculadas a la posibilidad de que ANCAP pueda vender acciones a UTE; esto nos extrañó y queremos preguntar a qué se debe.

Nos gustaría conocer la proyección que ustedes hacen del consumo de Uruguay. Quizás esta sea una de las variables más importantes, porque nos comprometemos a consumir determinada cantidad: según sabemos, hasta cuatro millones de metros cúbicos. Entonces, quisiéramos saber si Uruguay tiene capacidad de consumirlo ya sea para generación de energía o para otras alternativas. A lo mejor a esto se puede incorporar el sector del taxi. Precisamente, ayer nos visitó una delegación de la Patronal del Taxi y nos planteó la idea de incorporarse a algún proyecto de este tipo.

Estas son algunas de las preguntas que tenemos a fin de avanzar en la información.

SEÑOR MINISTRO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA.- Vamos a iniciar la presentación de este tema, que contiene la respuesta a varias de las preguntas planteadas por el señor Presidente. Para ello, cedo el uso de la palabra al Director Nacional de Energía, doctor Méndez.

SEÑOR MÉNDEZ.- En primer lugar, queremos agradecer esta invitación porque para nosotros era tremendamente importante poder compartir con el Parlamento y con los representantes de todos los partidos políticos la visión que tenemos sobre este tema, cómo llegamos a esta conclusión, qué nos lleva a pensar que este era el mejor camino para complementar el resto de las energías a incorporar en el país y cómo estamos visualizando este negocio.

Previamente, vamos a realizar una muy breve descripción de qué es el gas natural licuado, cómo sería en Uruguay, cómo es el proyecto que hemos denominado "GNL del Plata", los antecedentes que tiene, el desarrollo técnico y cuál es el estado de consolidación estratégica del proyecto

El gas natural licuado es un gas a muy baja temperatura y, por lo tanto, ocupa 600 veces menos volumen que si estuviera en estado gaseoso. En consecuencia, se lo puede colocar en grandes barcos que se llaman "metaneros" básicamente, es metano y se puede trasladar a distancias. Eso ha roto el paradigma de que el gas natural hay que consumirlo cerca de dónde se produce. A veces "cerca" pueden ser algunos miles de kilómetros de distancia pero a nosotros nos permitiría usar gas natural de fuera de la región y eso es lo que ha desarrollado fuertemente esta tecnología que es bastante reciente en el mundo.

Es importante saber que este no es gas comprimido. Es diferente del GLP o el llamado supergás que es otro tipo de gas, derivado del petróleo, y también el procedimiento es diferente porque ese gas se licua porque está comprimido y tiene otros riesgos que el gas natural licuado no posee porque simplemente está a baja temperatura; lo peor que puede pasar es que suba la temperatura y se regasifique, es decir que los riesgos son totalmente diferentes porque funciona a presión ambiente. Se transporta por barcos y en el mundo existe una gran cantidad de proveedores.

La cadena de valor es la siguiente. Por un lado se produce el gas que puede colocarse en un gasoducto o enviarse a una terminal de licuefacción donde se licua, se coloca en los metaneros, llega al destino donde se va a consumir y allí se regasifica. Nuestro proyecto tiene que ver con la parte de recibir ese gas licuado y regasificarlo.

Aquí tenemos una gráfica interesante que muestra lo reciente que es este negocio en el mundo. Si se fijan en la antigüedad de los barcos, advertirán que la mayoría fueron construidos en los últimos cinco años. Es un negocio muy reciente. A su vez, se van agregando barcos de volumen cada vez mayor, de hasta 170.000 metros cúbicos; el grueso de los barcos está entre 90.000 y 170.000 metros cúbicos de volumen aunque algunos ahora son mayores.

El negocio del GNL ha venido creciendo de manera importante, en especial en los últimos años y fundamentalmente este último. En este momento las reservas en proceso de comprobación en el mundo a partir de estos gases no convencionales se está triplicando y hasta cuadruplicando, lo cual va a tener dos efectos. En primer lugar, que las reservas de gas natural en el mundo van a crecer muchísimo y, por lo tanto, vamos a tener ese combustible por mayor cantidad de años. Hasta ahora teníamos una previsión de sesenta o setenta años pero va a llegar hasta bastante más avanzado el siglo próximo. En segundo lugar, están bajando los precios. Hoy en día tenemos una ventana fenomenal para negociar contratos de GNL porque el precio del gas natural está "planchado" en el mundo.

Existe una creciente cantidad de proyectos de licuefacción que, en este momento, es superior a la de los de regasificación, lo que genera un exceso en el mundo de gas natural licuado que supera la demanda. Esto va a suceder al menos durante los próximos cuatro o cinco años, en los que vamos a tener mayor capacidad de licuefacción que de regasificación.

Otra cosa interesante es que se están flexibilizando los contratos. Hasta ahora no se puede decir que el GNL sea un "commodity". Se compra en general con contratos a diez años, algo muy diferente al petróleo que se compra con un cargo en función del precio del momento y de lo que se consiga. Se pueden hacer contratos

por gas natural licuado a largo plazo, por ejemplo, a diez años, con lo cual uno tiene una enorme ventaja en este mundo en el que hay grandes variaciones de los precios de los energéticos porque uno puede saber hoy a cuánto va a tener el gas durante diez años, lo cual da una estabilidad de precios tremendamente importante.

Al mismo tiempo, los distribuidores de GNL están repartidos bastante bien en el mundo en países de diferente regímenes políticos y con distintas orientaciones en el armado del mapa geopolítico mundial; algunos están en la región y otros fuera de ella, lo cual da mayor garantía de estabilidad de suministro.

Todo esto marca una estabilidad de precios que, además están a la baja. Hasta hace poco Argentina llegó a comprar barcos a US$ 17 el millón de BTU. Hoy la mayoría de los consultores dicen que se podría estabilizar entre US$ 6 y US$ 8 pero está en poco más de US$ 4. Es decir que está muy bajo y visualizamos una ventana muy interesante para negociar contratos.

¿Dónde hay capacidad de licuefacción y regasificación en la región? Perú ya le está vendiendo a México, aunque es un tren chico de licuefacción. Trinidad Tobago es uno de los principales vendedores de GNL en el mundo que provee a una enorme cantidad de países. También hay proyectos en Venezuela. Todos los barquitos que figuran en la gráfica señalan terminales de regasificación que están construidas o en proceso de construcción. Mejillones y Quintero están culminadas en Chile; Pecém y Bahía de Guanabara en Brasil, donde se está analizando instalar otra más en el sur; en Argentina está la de Bahía Blanca y están construyendo la de Escobar, prevista para comenzar a funcionar el año próximo.

Argentina tiene un promedio de consumo de 120:000.000 de metros cúbicos diarios a lo largo de todo el año; este invierno, durante muchos días, tuvo una demanda insatisfecha por alrededor de 40:000.000 de metros cúbicos a nivel industrial y del gas vehicular. La planta de Escobar tiene grandes dificultades porque habría que llegar con grandes barcos hasta la boca del Paraná pero no da el calado; por ello van a llegar con barcos a media carga, lo cual tiene un sobrecosto enorme, pero ellos entienden que eso agrega independencia al país y rapidez al negocio que precisan concretar. Tenían previsto hacer un negocio más firme con PEDEVESA en Bahía Blanca que no les funcionó; por lo tanto, la única estrategia que tienen ahora es la de Escobar, agregando sobrecostos importantes, y la planta de Montevideo que esperamos que sea bastante más barata en el costo final.

(Se suspende la toma de la versión taquigráfica)

—— Este es el panorama en la región. Decíamos que hay disponibilidad de trenes de licuefacción en varios lugares, en Venezuela y también en Brasil porque se descubrió PRE-SAL, esta maravillosa cuenca aguas adentro que seguramente tiene gas, pero como es imposible mandarlo a tierra por gasoducto, un tren de licuefacción en superficie lo hará desde donde se extrae a través de barcos a varios lugares.

Si vamos a Uruguay, respecto al gas natural licuado el Presidente hacía referencia a tres frases extraídas del documento de la Comisión Multipartidaria sobre Energía: acordar el objetivo de diversificar la matriz, procurando reducir dependencia del petróleo y buscando una mayor participación de fuentes autóctonas, en particular renovables. Promover la ampliación e infraestructura y logística necesarias para robustecer el sistema energético en su conjunto. Procurar mecanismos de integración energética, en particular en la región y, específicamente, buscar los caminos para intensificar la participación de gas natural en la matriz uruguaya de manera robusta y a un precio competitivo. Es uno de los objetivos que se había planteado la Comisión Multipartidaria, que también nos guía en todo este camino.

Si se analiza cómo se introduce el gas natural licuado en nuestra matriz, en el comienzo el grueso va a estar en el sector eléctrico, pero hay que ver que ese sector se enmarca en una fortísima incorporación de energía renovable: 500 MW de energía eólica para este período, 200 MW de biomasa, una planta piloto de energía solar fotovoltaica en Salto. Ese es el grueso de la incorporación, pero es necesario garantizar un respaldo para estas energías intermitentes y por más que pueda haber un respaldo con energía hidráulica, necesitamos que sea firme. Por muchas razones el gas natural es la alternativa más viable para complementar las energías renovables. En primer lugar, porque es una forma de energía que responde muy rápidamente a variaciones de la oferta, por ejemplo, si cae el viento y se sale 300 MW eólicos en cinco minutos, una turbina a gas se prende en dos o tres minutos. O sea, muy rápidamente uno puede hacer frente a una baja de otro tipo de fuentes. Además, las inversiones para una nueva turbina a gas son muy baratas comparadas con cualquier otra y muy rápidamente, a bajo costo, se puede hacer frente a la incorporación de demandas imprevistas.

Pero si se mira globalmente qué respaldo se le puede dar a las energías renovables, uno se encuentra en el corto plazo con que no hay más de tres opciones cuando digo corto plazo, me refiero a los próximos diez o quince años: la generación eléctrica de gas natural, la generación eléctrica mediante carbón o directamente, a través de algún contrato para la compra, importación directa de electricidad. Si analizamos brevemente esas opciones y respecto a la importación directa de gas natural, Argentina no puede garantizarnos una venta de energía firme. Con Brasil podría hacerse con la línea de interconexión que se va a terminar dentro de un año y medio, pero indudablemente serán contratos ocasionales que en determinados momentos van a permitir bajar costos, sobre todo cuando no tenemos agua, porque se utilizaría en lugar de prender ciertas máquinas térmicas. Pero el hecho concreto es que el marco regulatorio de Brasil no permite hacer contratos firmes de venta de energía y además en caso de restricciones internas no sería tan sencillo mantenerlos, porque ese país no exporta energía firme a ningún país de la región. En particular sería una planta de carbón en Brasil, pero el gobierno no tenía mucho interés en instalarla por el impacto sobre el efecto invernadero. Hasta ahora no se ha avanzado en una redacción de un tratado que incluya específicamente eso, lo que no quiere decir que no se pueda lograr; es más: todo lo contrario, porque como ustedes han visto, los últimos contactos entre el Presidente y el equipo del nuevo gobierno que entra el próximo 1º de enero en Brasil, ya han manifestado el interés de seguir trabajando activamente para dar un contenido lo más completo posible a esta línea de interconexión que vamos a fabricar. De todas formas es un contrato único, es una planta que no permite un crecimiento de forma continúa sino que se incorpora por única vez y nada más. Naturalmente, disminuye soberanía porque es una importación, que exigiría un contrato de tipo de “take-or-pay”, es decir, te pago aunque no lo precise.

Si comparamos el gas natural con el carbón las otras dos opciones desde el punto de vista de precios, podemos ver que lo que se refiere específicamente al costo de lo energético, el gas en principio es un poquito más caro que el carbón. Es decir, si uno compara el costo variable de generación de electricidad con carbón o con gas natural, el gas es un poquito más caro que el carbón. La curva de abajo que estamos viendo en la gráfica revela un momento en el que las lluvias son medias, y la de arriba es la comparación en un año de estrés hídrico donde tenemos el 5% de las peores crónicas respecto a las sequías. En ambos casos vemos que haciendo una evaluación, si uno compara hasta aproximadamente el año 2020, los costos serían más o menos iguales y luego hasta el 2026 quince años de validez del proyecto el precio del carbón es menor respecto al del gas. Pero si uno compara las inversiones fijas que hay que hacer no el costo variable, se observa algo completamente diferente. Los costos fijos del carbón son muchísimo más altos que los del gas porque instalar una planta de carbón es mucho más caro que una de gas. Esta gráfica que estamos viendo resulta interesante para otra de las preguntas del Presidente. La curva de abajo muestra el costo fijo que hay que pagar año tras año para todas las inversiones de instalación de plantas a gas, incluyendo la regasificadora. La segunda, la del medio, muestra qué pasaría en el supuesto caso obviamente no va a suceder de que Argentina, por alguna razón, no pudiera cumplir con lo que se firme teniendo Uruguay que hacerse cargo del cien por ciento de la inversión. Aun en este caso, los costos fijos que deben pagarse por la regasificadora más la planta de generación, etcétera, están claramente por debajo de lo que serían los mismos valores de inversión de una planta de carbón, con lo cual se compensa ampliamente el costo variable del gas respecto del carbón, porque los costos variables a pagar son mucho menores en el caso del gas que del carbón, aun en el caso de que Argentina no pudiera pagar absolutamente nada de la inversión media comprometida.

Además, hay otras ventajas muy importantes del gas natural respecto al carbón. En primer lugar, el carbón solo se utiliza para generar electricidad, en cambio el gas natural no solamente se puede utilizar en el sector eléctrico sino también en el industrial, remplazando derivados del petróleo, fundamentalmente el “fuel oil”, pero también eventualmente leña, naturalmente a nivel residencial y por supuesto en el transporte donde hemos analizado el nivel de penetración y efectivamente, con los precios que estamos analizando, entraría para algunas flotas cautivas, fundamentalmente de taxis y para algún tipo de ómnibus la incorporación del gas natural comprimido sería rentable en relación a derivados del petróleo. En ese caso va a depender de a cuánto se termine negociando el GNL internacionalmente. Estamos en el límite; si termina siendo un buen negocio desplazamos uso para el transporte, si no conseguimos buen precio, quizás no tanto. Estamos en el límite para poder evaluar. Naturalmente, al mismo tiempo aumenta la hulla del carbón en el país, y por lo tanto, para generar la misma cantidad de energía, la planta de gas natural respecto a la de carbón emite la cuarta parte de dióxido de carbono lo que también hace la diferencia. Sobre todo lo que permite el gas es rentabilizar una enorme cantidad de inversiones preexistentes en el país, en primer lugar, el gasoducto que nos une con Argentina que costó cerca de US$ 200:000.000 y se utilizó nada más que hasta el 5% de su capacidad y una cantidad de industrias donde existen calderas y quemadores pensando en aquella época, fundamentalmente a fines de los noventa cuando se creía que se iba a traer gas en abundancia desde

Argentina. Pero también la propia UTE que tiene varias máquinas térmicas disponibles pueden funcionar a gas natural bajando de manera muy significativa los precios. Para que tengan una idea de los números a los que me voy a referir más adelante, solamente en la UTE, si hoy tuviera gas natural en abundancia, su costo de generación, en un año medio bajaría US$ 100:000.000 y en un año de menos lluvia, la diferencia sería aún mayor. Luego lo verán en una gráfica pero, repito, solamente en un año medio se bajan US$ 100:000.000 por lo que, con los precios que estamos estimando, reemplazar una máquina a gas oil por una a gas natural es menos costoso.

Por otro lado, las turbinas a gas tienen bajo costo; se instalan y responden rápidamente. Por ejemplo por decir algo totalmente imaginario llega una minera que exige 189 megavatios y eso no estaba calculado dentro del crecimiento de la demanda porque esa inversión no estaba prevista en el país; entonces, muy rápidamente en un año o en un año y medio se puede instalar una turbina a gas con bajo costo de inversión para la UTE, y enseguida se alcanza la demanda no prevista.

La gran ventaja que tiene la opción del gas natural es que nos independizamos de la región porque, como decía, lo podemos comprar en varias regiones del mundo.

Otro tema importante es que la incorporación de gas natural en la matriz retrasaría las inversiones de ANCAP. En ese sentido, la gráfica que se está proyectando es muy significativa esto va a ser básicamente hasta el año 2013; recién allí entraría en funcionamiento la planta regasificadora: allí figura en cientos de miles de metros cúbicos el consumo de gasoil que uno esperaría en función de las lluvias. La curva celeste es un año promedio 50% de probabilidad de ocurrencia; a medida que vamos subiendo y vamos pasando a las otras curvas que figuran en color azul, amarillo y fucsia, vemos que los años son cada vez más secos y, por lo tanto, cada vez más se requiere la presencia de máquinas térmicas. Esos son los cientos de miles de metros cúbicos que gastaría UTE en gasoil. Para que se tenga una idea, hoy en día el consumo medio de todo el país, fuera del sector eléctrico de todo el país, es de alrededor de 900 mil metros cúbicos anuales. O sea que lo que está previsto hasta el año 2014 es lo que seguramente ocurrirá en los próximos tres años, porque todavía no tenemos gas natural. Por lo tanto, la cantidad de metros cúbicos que se deberá importar específicamente para satisfacer la demanda de UTE dependerá del tipo de lluvias que tengamos.

Adviértase el cambio brutal que ocurre una vez que entra la regasificadora: el consumo de gasoil para el sector de generación eléctrica cae prácticamente a cero. Solamente en un año muy seco, con 5% de probabilidad de ocurrencia, podríamos llegar a tener 70.000 u 80.00 metros cúbicos de demanda de gasoil. Por lo tanto, esto retrasa las inversiones de ANCAP y, por supuesto, que reduce costos, porque el gasoil es lo más caro que hay.

Valoramos que el proyecto GNL del Plata tiene una cantidad de virtudes donde se suman muchos factores, permitiendo una integración regional, que para nosotros es un tema absolutamente central. El señor Presidente y el Gobierno han hecho énfasis en buscar los mecanismos para potenciar nuestra integración regional energética, en particular con Argentina en este nuevo marco de acuerdo de trabajo que estamos llevando adelante.

Naturalmente, a nivel país este es un proyecto multisectorial que llega al sector residencial, al transporte, a la generación eléctrica, permitiendo mejorar el acceso al gas extrarregional. Además, sustenta expansiones previstas y nuevas formas de consumo en caso de que llegue una demanda imprevista; es el mejor respaldo para la política renovable pues la complementa perfectamente bien; reduce requerimientos de fondo pues son inversiones muy bajas las que hay que hacer; se beneficia de condiciones mundiales muy favorables, porque estamos en una etapa de buenos precios, con disponibilidad de tecnología y, naturalmente, reduce la dependencia del petróleo.

Como explicaba el señor Ministro, en estos años se ha desconectado el precio del gas natural licuado con el precio del petróleo, lo cual brinda todavía mayor solidez al proyecto. A su vez, desde el punto de vista ambiental se trata de iniciativas muy buenas por el bajo impacto ambiental que tiene el gas y porque permite diversificar fuentes. Estos son algunos aspectos de la visión positiva que tiene este proyecto.

Se trata de un proyecto binacional y así lo hemos concebido desde el comienzo. En el año 2007 se plantea el primer acuerdo firmado por los Ministros de Uruguay y de Argentina, con el objetivo desde una primera instancia de obtener gas natural extrarregional, tanto para el mercado uruguayo como para el argentino, utilizando el gasoducto que nos une y cambiándolo de sentido.

Lo que se da en los últimos años es una visualización de que es más interesante no ir a una planta en tierra porque primero se exige llegar hasta ese lugar y, por lo tanto, se requiere dragados y mantenimiento para los barcos que tienen calados importantes. Además, son inversiones mucho más caras, porque los tanques en tierra también lo son: estamos hablando de cifras cercanas a los mil millones de dólares. Entonces, se ha encontrado una solución flotante, como explicaba el señor Ministro.

La última adenda que se firmó, que fue ratificada por los Presidentes en el encuentro del mes de junio en el parque Anchorena, plantea la solución llamada "fast track", o de rápida implementación, a través de una planta flotante que voy a describir seguidamente.

En cuanto a las partes participantes esta es otra de las preguntas que hacía el señor Presidente serían UTE, ANCAP y ENARSA, que en forma conjunta contratarían capacidad de regasificación, pero cada uno, por separado, va a comprar gas natural licuado por el mundo.

Básicamente, en la pantalla podemos apreciar el modelo del negocio, donde lo que existe es, por un lado, una entidad regasificadora. Se trata de un privado que surge de una licitación internacional que se encargará de hacer toda la obra necesaria para generar capacidad de regasificación en el país. Esto quiere decir que si hay que hacer dragado, se encarga de efectuarlo seguramente no va a ser necesario, lo mismo si hay que hacer un gasoducto, un gasoducto submarino, algún lugar de amarre o alguna obra marítima; en fin, todo lo que haya que hacer para generar la capacidad de regasificación. Luego venderá sus servicios de regasificación al consorcio uruguayo argentino, a las empresas UTE, ANCAP y ENARSA.

Las empresas, juntas o separadas, van a negociar contratos en el mundo de compra de GNL, lo pasan por la regasificadora, a la que le pagan un canon fijo por hacer uso de los servicios, y luego se llevan el gas regasificado para sus consumos específicos: ENARSA se lo lleva a Argentina, UTE para su planta de generación, y las distribuidoras nacionales ANCAP, Montevideo Gas y CONECTA se lo llevan para los sectores industriales, residenciales y en el futuro a negocios en el sector de transportes.

Básicamente, este sería el modelo del negocio.

¿Cuál es el estado actual del negocio? Conjuntamente con Argentina hemos contratado una consultoría legal y nosotros solos una consultoría comercial y una consultoría técnica. Entre las tres consultorías nos han ayudado a armar el modelo del negocio así como los pliegos; luego vamos a ver el cronograma. Lo primero que hicieron fue ayudarnos a identificar las tecnologías y los emplazamientos más adecuados, así como la forma jurídica para armar todo este negocio que es novedoso para todos nosotros. Además, nos están ayudando para hacer los contratos de largo plazo de compra de GNL en el mundo.

Otra pregunta que se hizo refería a un memorándum de entendimiento firmado con el Gobierno de Brasil. De hecho, en total se firmaron siete memorándum de entendimiento con las principales empresas constructoras y operadoras de plantas de regasificación en el mundo. Precisamente, para que no se genere ningún tipo de preferencia se ha firmado con varias empresas: toda aquella que quiso hacerlo, ha firmado un contrato con nosotros, donde lo que se hace es, simplemente, un intercambio de información. Ellas nos cuentan cómo se hace determinado tipo de cosas en el mundo y nosotros les contamos cuáles son nuestras necesidades y demandas para que nos ayuden a identificar mejor el proyecto que queremos llevar adelante.

Estas empresas son las que se presentarían a la licitación para la entidad regasificadora que, como se dice entre paréntesis en la gráfica que se está proyectando, sería con una modalidad BOOT. Es decir que la planta sería construida y operada por esta empresa internacional y una vez finalizado el tiempo de validez del proyecto, los activos remanentes son transferidos al Gobierno uruguayo.

Otro trabajo importante que se ha hecho es la determinación de la demanda potencial de gas. Este fue un extenso trabajo de la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear, con UTE y ANCAP, ayudado por consultores extranjeros, para tratar de evaluar mediante nuestros modelos cuál sería la proyección de demanda para los próximos años. En ese sentido, las curvas que figuran en la gráfica muestran los primeros 16 años del proyecto, o sea de 2013 a 2018.

La curva superior identificada con el color azul representa el máximo que puede llegar a demandar el país. Esto quiere decir que se suma el momento del pico de consumo residencial en invierno, el pico de consumo industrial que se prevé y el pico de consumo de la UTE, suponiendo que todas las máquinas térmicas a gas

estuvieran prendidas. Esa es la reserva de capacidad que debemos tener para que cuando precisemos efectivamente el gas, en momentos de pico de consumo, estemos seguros de que lo tenemos. Ustedes advertirán que esa curva no arranca en uno, en dos o en tres, sino en cinco millones de metros cúbicos el primer año.

En el año 2013 vamos a estar en condiciones por la totalidad de máquinas instaladas en Punta del Tigre. Habrá una máquina dual que puede funcionar a gas ya la hemos probado y funciona mucho mejor a gas que con gasoil, una turbina que se va a instalar cubriendo nuestros objetivos en la multipartidaria seguramente en 2012, la demanda de Aratirí si es que ingresa en el mercado como entendemos que va a suceder, y las demandas industriales y residenciales que prevemos para el año 2010; con todo esto tendríamos un pico de demanda que en la gráfica está representada por la curva azul, que comienza en 5:150.000.000 metros cúbicos en el año 2003 y luego va subiendo hasta llegar a 9:250.000 metros cúbicos en el año 2016 0 2028.

Ese es el máximo, pero ¿qué es lo probable que utilicemos?

Eso va a depender de las lluvias y si UTE va a precisar, o no, prender máquinas térmicas. Si estamos dentro del 15% de las crónicas más secas, lo que se grafica es la curva de arriba y precisaremos prender muchas máquinas térmicas, pero si estamos dentro de las 15% de las crónicas más húmedas, la curva que se grafica es la de color amarilla. Eso va creciendo en el tiempo. La demanda promedio va a estar entre 3:000.000 y 7:000.000 de metros cúbicos por día. Eso es lo que estamos previendo con nuestros estudios.

En cuanto al estado actual de la situación quiero decir que estamos diseñando un nuevo modelo de regulación, porque es necesario para garantizar la entrada de un nuevo actor, que es el gas natural licuado, que no está previsto. Debemos regular la forma en que se interligarán los diferentes actores: la entidad regasificadora, el privado que regasifica, los que van a distribuir, los diferentes intermediarios que existen, los gasoductos, etcétera. Por lo tanto, hay que terminar de diseñar un nuevo marco regulatorio y en tal sentido trabajando en forma muy activa con la URSEA, y pensamos tenerlo listo junto con el resto de las cosas que están faltando.

En cuanto a la tecnología, se analizaron seis posibles emplazamientos de esta planta flotante en situaciones muy variables. Para todos ellos se estudiaron los niveles de oleaje, mínimos, máximos y extremos en caso de mayor tempestad en los diferentes lugares, los vientos, las mareas etcétera, para garantizar la viabilidad del proyecto. Hay que poner dos barcos uno al lado del otro, y eso exige un máximo de diferencia de nivel de olas en cada lugar. Para todos los casos se analizaron los costos, tanto el CAPEX como el OPEX, es decir, el costo variable y el de operación.

Finalmente se resolvió que la mejor zona es la que queda ubicada a treinta kilómetros de la costa al sur de la isla de Flores y existen al menos cuatro empresas en el mundo que pueden llegar a proveer la tecnología adecuada para esa ubicación. Eso da una buena garantía de diversidad de ofertas en la licitación.

Ahora voy a explicar las seis opciones que se estudiaron. La primera es al lado del Puerto, en Punta de Sayago. La segunda en el lado oeste de la escollera oeste, que limita el puerto; no hay ninguna posibilidad de hacerlo dentro del Puerto por los movimientos, por lo que debería instalarse del lado de afuera. El tercer lugar es en el codo del canal; el canal tiene una extensión de 42 kilómetros y el codo está ubicado a 8 kilómetros de la costa. El cuarto lugar estaría ubicado a resguardo de los vientos, en la isla de Flores, donde hay que dragar. El quinto sería al oeste de la zona de alije alfa lugar donde se hace transbordo de materiales en altamar, con una profundidad de 14 metros y donde no sería necesario dragar. Y el sexto lugar escogido tiene una profundidad natural mayor, que en el futuro podría preverse para otro tipo de barcos, si es que llegara a adoptarse esa determinación.

En la foto que estamos observando vemos cómo sería la tecnología. Habría una torreta que se ancla a tierra y queda fija, y un barco amarrado a la torreta, que pivotea a su alrededor, pues estaría fijo por su punta. Ese es el barco regasificador, con su tanque de almacenamiento. Entonces, cada tanto, viene un segundo buque que vemos a la izquierda que trae el GNL y lo vierte en 24 0 36 horas en el barco regasificador que, reitero, está amarrado. Se llenan todos los tanques del barco fijo y se ragasifica dependiendo de la época del año, pues puede ser durante treinta días o diez días. Y a través de un gasoducto submarino, se envía el gas desde la torreta hasta la tierra.

Ahora en la pantalla ustedes verán los estudios de los costos de inversión inicial, el CAPEX, de las seis opciones; hay diferentes ítems en los que se concentran las inversiones en función del lugar escogido. Lo que está en color violeta es el costo del dragado inicial para la apertura de los canales y de la zona de maniobra; está presentes solamente en las primeras cuatro zonzas porque son las que precisan dragado. A su vez, cinco de los seis lugares escogidos precisarían un gasoducto submarino; los lugares cinco y el seis serían los más largos y, por lo tanto, habría un costo mayor. Estos son los dos principales costos iniciales, que se determinada en millones de dólares.

Entonces, ¿Cuál sería el diferencial? El diferencial se determinaría por el tipo de caño: habría que hacer uno para transportar 10:000.000 o 15:000.000 metros cúbicos, y otro más grueso si lo que se desea es transportar 20:000.000 de metros cúbicos diarios. Si nos quedamos con el caño inicial, para el emplazamiento cinco, la inversión sería del orden de US$ 120:000.000, que es el costo de la construcción del caño del gasoducto submarino. A eso hay que agregar un pedazo de gasoducto terrestre, la torreta, etcétera, por lo que la inversión llegaría a US$ 200:000.000, aproximadamente.

Como se puede ver en la pantalla, la inversión más baja es la que corresponde al emplazamiento cinco. Ahora, si al CAPEX, los costos de inversión inicial, se agregan los costos de operación para un proyecto de diez años, y se lo anualiza, el costo total más bajo es nuevamente el del emplazamiento cinco, que está ubicado al lado de la zona de alije alfa.

Las diferentes curvas que podemos ver se corresponden a distintos tipos de tecnología, diferentes formas de plantas flotantes barcaza, gasificador arriba de un barco, etcétera y podemos observar que siempre la de menor costo total es la del emplazamiento cinco. Estamos hablando de un proyecto del orden de US$ 400:000.000 a US$ 500:000.000 en total, a lo largo de los diez años, incluyendo los costos de operación, mantenimiento y todo lo que significa el proyecto.

Con Argentina se acordaron muchas cosas, por ejemplo que los dos países vamos a construir una planta en forma conjunta en y que ambos estaremos involucrados en la globalidad del negocio; que la planta va a ser operada y construida por una empresa privada que surgirá de una licitación internacional; que la planta estará operativa para el año 2013; que la va a construir y operar un consorcio binacional al cual se le pagará un canon por los servicios y que con eso va a repagar la inversión que hizo y los costos de operación y mantenimiento, además de la ganancia. También se acordó que la capacidad de regasificación de Uruguay va ir aumentando con el tiempo debido a la demanda; Argentina aceptó que la porción de nuestro país en todo este negocio va a tener que ir creciendo con el tiempo. Asimismo, acordamos que cada país tendrá la opción de hacer la compra de gas en forma independiente, pero si entendemos que en un contexto particular vale la pena hacer algún embarque o lo que sea en forma conjunta, dejamos la ventana abierta.

Entonces, el proyecto lo haríamos en el emplazamiento cinco que, les recuerdo, es el que queda ligeramente al sur de la isla de Flores. Sería un gasoducto submarino de aproximadamente 60 kilómetros, que estaría pasando por afuera del canal que va hacia Argentina, en la zona oeste de Montevideo, para conectarse con el ramal Cruz del Sur, ya existente, gasoducto principal tanto para Montevideo y el resto del país, como para Argentina. Esos son los principales aspectos que han sido acordados.

¿Qué es lo que queda por hacer? Terminar de armar algunos detalles del negocio con Argentina básicamente, cómo sería la operación de la terminal, los volúmenes de cada una de las partes y detalles de costos y el nuevo esquema regulatorio para la comercialización de gas natural en el país. Estamos muy avanzados, pero falta culminar la negociación con el Gasoducto Cruz del Sur que, en definitiva, es el que se va a ver beneficiado con todo esto, porque va a empezar a tener gas circulando por el gasoducto.

Desde el punto de vista práctico queda por culminar los estudios ambientales o geofísicos ya realizamos los contratos correspondiente para conocer bien las condiciones del suelo a fin de instalar la torreta y, por otro lado, la CARP dado que está por fuera de las siete millas tiene que formalizar el acuerdo y dar la aprobación al proyecto. Ya fueron presentados todos los documentos y la CARP se encuentra en proceso de análisis del proyecto

Con respecto al cronograma, en otoño del año que viene queremos lanzar la licitación una vez culminados los detalles mencionados, y en paralelo estaríamos comenzando la negociación para la compra del gas natural licuado en el mundo. La idea es que en la primavera del año que viene tengamos culminadas las dos cosas, es

decir, que hayamos adjudicado el contrato para la regasificadora, que se empezaría a construir a fines del año que viene, y que hayamos liquidado el contrato de GNL para los próximos diez años, por lo menos.

Al mismo tiempo pretendemos terminar el diseño de toda la nueva estructura de distribución y el nuevo marco regulatorio para la distribución del gas natural en el país. La idea es que la planta esté funcionando en el año 2013.

SEÑOR RIET.- Quiero pedir disculpas por llegar tarde; tuve a una reunión extraordinaria de Directorio en la que tenía que realizar una presentación.

Como ustedes saben Gas Sayago es un 50% de ANCAP y un 50% de UTE. ANCAP tiene la opción de reducir su porcentaje de acciones. Esta es una seguridad que buscó ANCAP, en función del grado de madurez que fuera tomando el mercado de gas natural en los sectores que mencionados por el Director Méndez: industrial, residencial y automotor. En principio, como un proyecto país, estamos compartiendo en forma paritaria las responsabilidades pero, obviamente por algunas de las gráficas que vimos, para la madurez y el desarrollo de este planteo es central el uso del gas natural para la generación de energía eléctrica, que seguramente va a ser mucho más importante que el que se pueda dar en otros sectores. Reitero que ANCAP tiene una alternativa de disminuir su paquete accionario no de desentenderse del negocio porque, desde hace años, se está pensando y definiendo a sí misma como una empresa energética y no solamente petrolera. El gas natural va a sustituir, en alguna medida, algunos derivados del petróleo y queremos estar presentes en el negocio, pero quizás con el tiempo para ANCAP esto signifique mucho menos que para UTE.

SEÑOR BRIOZZO.- Simplemente, quiero complementar lo afirmado en la presentación destacando algo que ya se dijo. Si todo funciona como queremos, tenemos la planta regasificadora, y las nuevas inversiones de UTE en materia de generación térmica llegan en los plazos que planteamos, desde el momento en esto comience a funcionar, la planta de UTE va a estar en condiciones de tomar, prácticamente, entre 4:000.000 y 4:500.000

de los 5:100.000 millones de metros cúbicos diarios que están previstos. O sea que la proporción de generación eléctrica en el consumo de gas va a ser muy importante. Hay que tener en cuenta que vamos a alimentar nuestra Central Térmica de Punta del Tigre y que hemos adelantado la inversión de una planta generadora de ciclo culminado: turbinas a gas y además una tercera turbina de vapor que va a funcionar con gas de alto rendimiento. Apuntamos a que esté en condiciones de operación cuando contemos con la regasificadora.

Evidentemente, para UTE este es un proyecto estratégico. Ya se dijo cuál era la relación que tenía con todas las demás inversiones en materia de generación y de expansión de su sistema de transmisión para poder satisfacer la demanda.

Quería destacar esa preponderancia de UTE que marcaba el Presidente Riet en cuanto al consumo de gas, sobre todo en las primeras etapas de este emprendimiento. Por supuesto que apostamos a que haya otros consumos y que sean muy importantes.

SEÑOR MINISTRO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA.- Creo que están respondidas todas las preguntas formuladas por los señores Diputados y el señor Presidente de la Comisión.

SEÑOR PRESIDENTE.- Quiero saber cuánto están estimando el costo del GNL para el consumidor, en este caso para la industria en caso de que se utilice para ese fin, y si está definida la carga impositiva que va a tener.

Otra pregunta que agrego tiene que ver con algo que estuvo en la presentación, que fue muy interesante y muy clara. Quiero saber si está definido comenzar a generar un marco regulatorio en el sector de gas, que hoy Uruguay no tiene.

SEÑOR MÉNDEZ.- Naturalmente, el costo que prevemos depende de cuánto termine siendo la inversión total de la regasificadora y el canon propuesto pero, fundamentalmente, de qué tan bien o tan mal se hagan los contratos, los negocios de compra de GNL.

Hay un dato muy importante a tener en cuenta. Muchas veces se habla de que este es el proyecto de la regasificadora, pero en el total, el costo de la regasificadora no asciende más a del 10%, 15% o 20% del costo total del gas. El resto es el GNL. Mucha veces nos focalizamos en qué tan bien o qué tan mal se arma el negocio, cuánto cuesta, cuál es el costo de regasificación, pero se trata de US$ 1 y US$ 2, o tal vez un poco menos, mientras que el costo del GNL rondará entre US$ 6 o US$ 7. En total estamos previendo somos muy optimistas que el gas estará entre US$ 10 y US$ 13, aproximadamente. Estoy hablando de dólares en millón de BTU. Si uno compara cuánto cuesta el millón de BTU de otros energéticos, advierte que claramente estamos muy por debajo del gasoil, por lo que lo desplazamos, y que estamos peleando con el fueloil; si estamos cerca de 10, vamos a desplazar al fueloil, pero si estamos cerca de 13, tal vez tengamos algunas dificultades para desplazarlo. Todo depende de qué tan bien podamos negociar y conseguir contratos internacionales de gas natural licuado.

Con respecto a la carga impositiva, indudablemente, ello forma parte del diseño del marco regulatorio. Ese fue otro de los desacuerdos de la Comisión Multipartidaria. Desde el Poder Ejecutivo, tenemos que rever globalmente las tarifas de los energéticos; las tarifas forman parte esencial de la política energética. Estamos trabajando en ese marco regulatorio. Como todos sabemos, históricamente, existen subsidios cruzados de diferente tipo, entre una clase de consumidor y otro, inclusive entre las empresas estatales, pero también ocurre en el sector privado. La idea es rever todo eso, y esta es una excelente oportunidad para ello. Ya hemos comenzado a transitar ese camino.

En cuanto al diseño regulatorio lo ato con la otra pregunta que se formuló, quiero decir que sí estamos analizando el diseño de un nuevo marco regulatorio, conjuntamente con la URSEA, por supuesto que discutiendo también con los distribuidores, tanto privados como el estatal, porque ANCAP también es distribuidor. El análisis de las tarifas forma parte de la discusión de este nuevo marco regulatorio. Para determinar las tarifas, por supuesto que el tema de los impuestos es fundamental. Quiero decir que hoy, por ejemplo, ya se han tomado algún tipo de acciones. Concretamente, con relación a las retenciones que practica Argentina al gas natural, el Gobierno anterior resolvió eliminar los impuestos a las retenciones. Entonces, los que tienen gas natural se habrán fijado, tal vez, que lo que se menciona en la tarifa es un costo fijo, un costo variable con IVA y un costo variable sin IVA, porque una parte no tiene IVA. Precisamente, ese rediseño del impulso energético de un tipo sobre el otro, incluirá el análisis de los impuestos más adecuados en cada caso.

SEÑOR PRESIDENTE.- Entonces, todavía no está definido.

SEÑOR MÉNDEZ.- No está definido.

SEÑOR MINISTRO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA.- Como es habitual en esta Comisión, quiero agradecer la calidad de las preguntas y el ambiente en el que se viene trabajando en este tema, bastante importante.

Estamos a las órdenes para cualquier otra citación a efectos de analizar este tema de la planta regasificadora.

SEÑOR PRESIDENTE.- El monto de la inversión no es exorbitante, en términos energéticos, porque estamos hablando de US$ 200:000.000 o US$ 300:000.000.

SEÑOR MÉNDEZ.- El costo fijo es de aproximadamente US$ 200:000.000 y se requieren otros US$ 300:000.000 para el costo de operación y de mantenimiento.

SEÑOR PRESIDENTE.- Pero esta inversión resulta fundamental, porque va a cambiar definitivamente la matriz energética de Uruguay. Definitivamente, es un tema estratégico, importante, clave. Además, se hace al amparo de un encuadre, que es un acuerdo multipartidario de treinta años en materia energética, que compromete al actual Gobierno y, en las mismas condiciones, a los que no lo somos, pero aspiramos a serlo.

Entonces, más allá de que uno se acostumbra a criticar cuando las cosas están mal, uno debe elogiar cuando están bien. En ese sentido, señor Ministro, quiero hacer un reconocimiento porque este tema será estratégico para Uruguay en los próximos cinco años, pero también en los próximos treinta años, ya que no tiene retorno;

una vez que avancemos en la regasificación del gas y en la introducción del gas natural al país, cambiará la matriz del consumo e influirá en el transporte, en la industria, en la generación eléctrica.

Por otra parte, como sabe el señor Ministro, hemos planteado la necesidad de que a través de los Directorios de UTE y de ANCAP haya una presencia de la oposición en lo que va a ser la empresa uruguaya, relacionada con la planta regasificadora. Por supuesto que los Directorios son honorarios, pero es importante que la oposición pueda estar presente, porque el cambio de matriz energético y el desarrollo estratégico se dan en el marco de un acuerdo general. Quería dejar constancia en la versión taquigráfica de la voluntad del señor Ministro de que así ocurra.

Agradecemos la presencia del señor Ministro y del señor Subsecretario de Industria, Energía y Minería y del resto de las autoridades presentes.

SEÑOR PRESIDENTE.- Continúa la discusión del asunto en debate.

SEÑOR BATTISTONI.- Hicimos las consultas acerca de la duda que había sobre la interpretación del literal c) del artículo 59, que dice: "Caducidad del derecho minero". Lo que quiere decir este literal es que si hay explotación cuando solo se han concedido los derechos de prospección y de exploración, estos caducarán.

SEÑOR PRESIDENTE.- Vale la aclaración. Muchas gracias.

Se pasa a considerar el artículo 7.

En discusión.

Esta disposición modifica el artículo 63 del Código de Minería. En el comparativo que estamos manejando, se propone una modificación a su literal b). Nosotros proponemos agregar un literal g) que diga: "Acreditar la obtención de las autorizaciones ambientales, conforme a la normativa vigente". Esto es, acreditar ante la DINAMIGE.

El sentido de este literal es evitar que no haya ningún resquicio legal por el cual se pueda avanzar en autorizaciones de DINAMIGE como ocurrió en el ejemplo que vimos, sin las autorizaciones ambientales habilitantes. Para esto nos remitimos a la normativa ambiental vigente, que son dos leyes.

Si no se hace uso de la palabra, se va a votar el artículo 7º.

(Se vota)

——Cuatro por la afirmativa: AFIRMATIVA. Unanimidad.

Si no se hace uso de la palabra, se va a votar si se agrega un literal g) al artículo 63 del Código de Minería, modificado por el artículo 7º.

(Se vota)

——Cuatro por la afirmativa: AFIRMATIVA. Unanimidad.

En discusión el artículo 13.

En primer lugar, quiero rescatar del agregado realizado el concepto de "buenas prácticas". Me parece que es un avance importantísimo con respecto a la propuesta original. Actualmente, en varias actividades se están incorporando códigos de buenas prácticas. Tan es así que después vamos a proponer un agregado a las competencias de DINAMIGE que refiere a la elaboración de un código de buenas prácticas de minería. Me parece importante que hagan referencia a buenas prácticas pero nadie dice quién las elabora; o se homologa una norma internacional o se hace una normativa nacional a través de un decreto.

Reitero que me parece muy positivo incorporar el tema de "buenas prácticas". Eso va a generar buena vecindad y mejores relacionamientos.

Por otra parte, tengo algunas dudas con respecto al numeral 6) del artículo 86, relacionado con la caución. Dice así: “El monto será fijado por la Dirección Nacional de Minería y Geología y no podrá ser liberado hasta sesenta días calendario a contar desde el vencimiento del plazo del permiso si no hubiere reclamaciones pendientes, si las hubiere o si hubieran constatado, por cualquier medio idóneo, daños y perjuicios, la caución o aval se mantendrá hasta su definición”.

Tengo dos dudas.

Una de ellas es el concepto de “medio idóneo”, que está muy vago. Qué es un medio idóneo da para muchas interpretaciones. Quizás, habría que buscar un sinónimo con mayor nivel de precisión.

La otra duda es quién determina los daños y perjuicios. ¿Es la DINAMIGE o, eventualmente, el Poder Judicial? Creo que, en este caso, sin duda es el Poder Judicial el que, ante eventuales reclamaciones, determina los daños y perjuicios. Pero, si leemos bien, nos daremos cuenta de que el contexto del párrafo está vinculado con la DINAMIGE. Entonces, hay que aclarar quién determina los daños y perjuicios, y qué ocurre si la DINAMIGE y el Poder Judicial tienen visiones diferentes.

(Se suspende la toma de la versión taquigráfica)

—— Se ha planteado una modificación con respecto al último párrafo del numeral 6) del artículo 13 del proyecto, que modifica el artículo 86 del Código de Minería.

Léase.

(Se lee:) “El monto será fijado por la Dirección Nacional de Minería y Geología y no podrá ser liberado hasta sesenta días calendario a contar desde el vencimiento del plazo del permiso si no hubiere demanda judicial por daños y perjuicios. En caso de que se acredite ante la Dirección Nacional de Minería y Geología la existencia de proceso ordinario por daños y perjuicios, la caución o aval se mantendrá hasta su definición”.

(Apoyados)

SEÑOR PRESIDENTE.- Por otra parte, propongo eliminar el último párrafo de este artículo, que establece que “Para el otorgamiento del permiso de prospección no se requerirá vista previa al superficiario”. Mi intención es que se remitan al procedimiento en general. He sostenido que es importante la vista en cada uno de las etapas; la planteé hasta en la de servidumbre de estudio. Por eso me parece importante eliminar este párrafo; inclusive, no estaba en el proyecto original.

SEÑOR BATTISTONI.- Hemos manifestado reiteradamente nuestra posición respecto al otorgamiento del permiso de prospección y, por lo tanto, del de servidumbre de estudio, que es que no se requerirá vista previa.

SEÑOR PRESIDENTE.- En consecuencia, solicito que se desglose el último párrafo del artículo 13.

Si no se hace uso de la palabra, se a votar el artículo 13, con las modificaciones planteadas en la última parte del numeral 6), excluyendo el último párrafo.

(Se vota)

—— Cuatro por la afirmativa: AFIRMATIVA. Unanimidad.

Se va a votar el último párrafo del proyecto del Poder Ejecutivo.

(Se vota)

—— Tres en cuatro: AFIRMATIVA.

En discusión el artículo 14, que modifica el artículo 87 del Código de Minería.

El segundo párrafo de este artículo dice: “La extensión máxima del área o zona a prospectar de cada permiso será 100.000 hectáreas y el límite total, en caso de otorgarse más de un permiso a la misma persona será de 200.000 hectáreas. El Poder Ejecutivo podrá autorizar que se exceda al área máxima, por razones fundadas, si el proyecto minero hiciese necesario disponer de un área superior al máximo por empresa”.

Creo que donde dice “a la misma persona” debería decir “persona física, jurídica o grupo económico”, y debería incluirse un último párrafo que dijera: “El Poder Ejecutivo determinará, a los efectos de la aplicación de la presente norma, qué se considera por grupo económico”.

Hoy ocurre que la misma empresa tiene varias sociedades anónimas y saca permiso por cada una de ellas para aumentar los plazos y la idea es encauzar ese tema.

SEÑOR BATTISTONI.- No sé cómo se define grupo económico. No sé si es fácil porque no entiendo del tema.

SEÑOR PRESIDENTE.- Como yo tenía muchas dudas y no es un tema fácil, propuse incluir ese párrafo que diría que “El Poder Ejecutivo determinará, a los efectos de la aplicación de la presente norma, qué se considera por grupo económico”. La DGI y el BPS ya han hecho interpretaciones al respecto y en este caso, para no ser taxativos, proponemos que el Poder Ejecutivo lo determine por la vía de la reglamentación o del decreto.

SEÑOR BATTISTONI.- Estamos de acuerdo en que debe decir “persona física o jurídica”, pero en la práctica es difícil determinar ese juego que se hace con los grupos económicos; lo hacen, inclusive, las empresas nacionales.

Con las herramientas jurídicas que tenemos en este momento, no podemos dar solución a eso.

SEÑOR VARELA NESTIER.- Creo que hoy estamos en condiciones de cambiar “persona” por “persona física o jurídica” lo que nos parece totalmente acertado, pero no de votar la incorporación de “grupo económico” dada la confusión, inclusive, respecto a su caracterización.

Comprendo el contenido de lo que plantea el señor Presidente y su preocupación, pero no estamos en condiciones de avanzar hasta ese punto.

(Diálogos)

SEÑOR TOLEDO ANTÚNEZ.- Es complicado. Por ejemplo, ¿qué pasa si se trata de sociedades anónimas con acciones al portador? ¿Cómo podemos determinar la vinculación de una sociedad anónima con acciones al portador con una SRL o con cualquier otra? Es imposible. El ejemplo lo tenemos en la Comisión de Ganadería, Agricultura y Pesca, porque el Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca pretendiendo que las sociedades anónimas con acciones al portador dueñas de tierras pasen a ser de acciones nominativas se ha complicado, al extremo de tener que postergar la aplicación de la ley.

SEÑOR PRESIDENTE.- Con más razón en este caso. Las sociedades anónimas de una empresa minera que compra tierras es una alternativa que se está manejando, ¿están dentro de las excepciones previstas por el Poder Ejecutivo? Me refiero, por ejemplo, a los fondos de inversión, respecto de los cuales se han permitido excepciones a fin de que puedan tratarse como sociedades anónimas con acciones al portador. Sería bueno despejar si las actividades mineras están incluidas en las excepciones del Poder Ejecutivo. Estoy hablando de las compras de tierras; este artículo refiere a los permisos. Entonces, agrego si está o no excepcionada la compra de tierras. La lógica indicaría que sí, pero la verdad es que se trata de temas que no conocemos.

SEÑOR TOLEDO ANTÚNEZ.- Las sociedades anónimas con acciones al portador no pueden comprar tierras. Se ha prorrogado la aplicación de la norma que expresa que este tipo de sociedades no pueden comprar y que aquellas que lo hayan hecho deberían pasarse al régimen de acciones nominativas.

SEÑOR PRESIDENTE.- Tengo entendido que la misma ley que establece la obligatoriedad otorgando un tiempo para el proceso de cambio, establece un mecanismo de excepción. Es decir, el Poder Ejecutivo, creo que a través del Ministerio de Economía y Finanzas y concurrentemente con algún otro Ministerio, puede determinar excepciones a las obligaciones de que sean sociedades anónimas con acciones nominativas y eso pensando fundamentalmente en fondos de inversión o de pensiones que son impersonales. Por eso la pregunta respecto a si las sociedades anónimas que compran tierras vinculadas a las empresas mineras están excepcionadas por el Poder Ejecutivo o no.

SEÑOR VARELA NESTIER.- Insisto en que estamos en condiciones de votar el artículo tal como comentábamos, esa decir agregando el término persona física o jurídica. Tomando en cuenta el nivel de información, las decisiones que tomó el Ministerio y lo complejo del tema respecto a introducir cualquier modificación que refiera a grupos económicos o sociedades de otro tipo, no podemos ir más allá.

SEÑOR PRESIDENTE.- Yo planteaba las dudas correspondientes.

Si están de acuerdo, basados en el asesoramiento del doctor Abisab, pasamos a discutir el artículo 14 desglosando el numeral segundo, donde empieza "La extensión máxima del área...".

Si no se hace uso de la palabra, se va a votar.

(Se vota)

—— Tres en cuatro: AFIRMATIVA.

En discusión el segundo párrafo que empieza con "extensión máxima" incorporando seguidamente de "persona", física o jurídica.

Si no se hace uso de la palabra, se va a votar.

(Se vota)

—— Tres en cuatro: AFIRMATIVA.

Si bien comparto el agregado porque fue una propuesta nuestra, las otras consideraciones que hicimos del párrafo y las dudas que se me generan respecto a los grupos económicos, me impiden votarlo por lo que vamos a presentar un sustitutivo.

En discusión el artículo 15, que modifica el artículo 91

Comprenderán que la dificultad la tenemos en el párrafo segundo del numeral 2 que establece: "Asimismo, al finalizar la actividad de prospección la Dirección Nacional de Minería y Geología corroborará la recomposición del área, si esta hubiera sido dañada por la actividad". Ustedes se darán cuenta además fue un tema que propuso la Dirección Nacional de Medio Ambiente que la competencia en la corroboración, si existe el término, debería ser de esta Dirección.

Estamos proponiendo que la competencia sea de la Dirección Nacional de Medio Ambiente. La redacción propuesta dice así: "Asimismo, al finalizar la actividad de prospección la Dirección Nacional de Medio Ambiente corroborará la recomposición del área, si esta hubiera sido dañada por la actividad".

SEÑOR TOLEDO ANTÚNEZ.- El último párrafo de este numeral vuelve a hacer referencia a la Dirección Nacional de Minería y Geología. Expresa lo siguiente: "A los efectos del cumplimiento del presente artículo la Dirección nacional de Minería y Geología dispondrá los instructivos correspondientes". ¿Qué ocurre? ¿Se mantiene o tiene que cambiarse también?

SEÑOR BATTISTONI.- Se mantiene.

(Se suspende la versión taquigráfica)

SEÑOR PRESIDENTE.- Respecto a la propuesta del señor Diputado Varela Nestier, votaríamos el artículo tal como viene del Poder Ejecutivo, desglosando el segundo párrafo del numeral 2.

Si no se hace uso de la palabra, se va a votar.

(Se vota)

—— Cuatro por la afirmativa: AFIRMATIVA. Unanimidad.

En discusión el párrafo segundo del numeral 2 del artículo 15 que sustituye al artículo 91 del Código de Minería, que quedaría redactado de la siguiente forma: "Asimismo, al finalizar la actividad de prospección la Dirección Nacional de Medio Ambiente corroborará la recomposición del área, si esta hubiera sido dañada por la actividad. Esta informará a la Dirección Nacional de Minería y Geología".

SEÑOR VARELA NESTIER.- Yo sería más estricto estableciendo siempre la obligación de que la DINAMA controlara el área, una vez que finalizase la actividad. La norma dice "si esta hubiera sido dañada por la actividad", lo cual supone que debería haber una denuncia o un informe previos.

Ahora bien, siempre que hay una actividad minera el medio ambiente es dañado; por lo tanto, creo que esta frase está de más. Debería quedar redactada de la siguiente manera: "Asimismo, al finalizar la actividad de prospección la Dirección Nacional de Medio Ambiente corroborará la recomposición del área e informará a la Dirección Nacional de Minería y Geología". De esa manera se establece la obligatoriedad de que la DINAMA siempre intervenga al finalizar una explotación minera.

SEÑOR PRESIDENTE.- Se va a votar el párrafo segundo del numeral 2 propuesto por el señor Diputado Varela Nestier.

(Se vota)

—— Cuatro por la afirmativa. AFIRMATIVA. Unanimidad.

En discusión el artículo 17, que sustituye el artículo 93 del Decreto Ley Nº 15.242.

El literal i) del numeral 3), dice: "caución o aval que asegure el resarcimiento de los daños y perjuicios que puedan derivar de la actividad. El monto será fijado por la Dirección Nacional de Minería y Geología y no podrá ser liberado hasta los sesenta días calendario a contar desde el vencimiento del plazo del permiso si no hubiere reclamaciones pendientes, si las hubiere o se hubieran constatado, por cualquier medio idóneo, daños y prejuicios, la caución o aval se mantendrá hasta su definición". Esta norma habría que adaptarla a la redacción que hicimos para el artículo anterior.

(Se suspende la toma de la versión taquigráfica)

—— Léase la modificación propuesta para el literal i), del numeral 3) del artículo 17, que sustituye el artículo 93 del Decreto Ley Nº 15.242.

(Se lee:)

"i) caución o aval que asegure el resarcimiento de los daños y perjuicios que puedan derivar de la actividad. El monto será fijado por la Dirección Nacional de Minería y Geología y no podrá ser liberado hasta sesenta días calendario a contar desde el vencimiento del plazo si no hubiere demanda judicial por daños y perjuicios. En caso de que se acredite ante la Dirección Nacional de Minería y Geología la existencia de proceso ordinario por daños y perjuicios, la caución o aval se mantendrá hasta su definición".

—— Entonces, si hay acuerdo, pasaríamos a votar el artículo 17, que sustituye el artículo 93 del Código de Minería, tal cual viene del Poder Ejecutivo, desglosando el literal i) del numeral 3)

(Se vota)

—— Cuatro por la afirmativa. AFIRMATIVA. Unanimidad.

Léase el literal i) del numeral 3) tal como quedaría redactado.

(Se lee:) “i) caución o aval que asegure el resarcimiento de los daños y perjuicios que puedan derivar de la actividad. El monto será fijado por la Dirección Nacional de Minería y Geología y no podrá ser liberado hasta sesenta días calendario a contar desde el vencimiento del plazo del permiso si no hubiere demanda judicial por daños y perjuicios. En caso de que se acredite ante la Dirección Nacional de Minería y Geología la existencia de proceso ordinario por la causal anterior, la caución o aval se mantendrá hasta su definición”.

—— Si no hay observaciones, se va a votar.

(Se vota)

—— Cuatro por la afirmativa. AFIRMATIVA. Unanimidad.

El artículo 18 no contiene modificaciones.

Se va a votar la reconsideración del artículo 19.

(Se vota)

—— Cuatro por la afirmativa: AFIRMATIVA. Unanimidad.

En discusión el artículo 19, que modifica al artículo 96 del Decreto Ley Nº 15.242.

En el numeral 2) dice: “ejecutar racionalmente el programa de actividad propuesto y las inversiones proyectadas, conforme al cronograma presentado. Los procedimientos y equipos a emplear deberán ajustarse a la reglamentación que se dicte acorde a las buenas prácticas en la materia”. Yo subsano esto con una propuesta que voy a hacer en el artículo final, que le doy la competencia a la DINAMIGE. Propongo establecer un manual de buenas prácticas. Voy a hacer un agregado al final que es genérico.

La segunda observación tiene que ver con el numeral 6) ya que tal como está redactado queda incongruente con la modificación que acabamos de hacer en el artículo 15.

Se va a votar el artículo 19, que modifica al artículo 96 del Decreto Ley Nº 15.242, desglosando el numeral 6).

(Se vota)

—— Cuatro por la afirmativa: AFIRMATIVA. Unanimidad

Proponemos que el numeral 6) diga: “al finalizar la actividad de exploración la Dirección Nacional de Medio Ambiente corroborará la recomposición del área e informará a la Dirección Nacional de Minería y Geología”.

Se va a votar.

(Se vota)

—— Cuatro por la afirmativa: AFIRMATIVA. Unanimidad.

(Se suspende la toma de la versión taquigráfica)

—— En discusión el artículo 22, que crea el artículo 120 bis del Código de Minería que dice: “Los proyectos mineros que involucren una inversión que en cualquiera de sus tramos supere el monto previsto por el artículo 16 de la Ley Nº 16.906, de 7 de enero de 1998 y su reglamentación, contarán con una Comisión de Seguimiento de sus actividades, impacto y desempeño del emprendimiento”. Concuerdo con que se cuente con una Comisión de Seguimiento, pero me pregunto si no habría que establecer: “sin perjuicio de las competencias de los organismos correspondientes”, porque le quitaron potestad vinculada a la inspección y al control. Dice “impacto y desempeño del emprendimiento”.

Recuerden que este fue un tema en el que insistió la DINAMA.

(Se suspende la toma de la versión taquigráfica)

SEÑOR VARELA NESTIER.- Podemos incorporarlo en Sala.

SEÑOR PRESIDENTE.- Estoy planteándolo porque no complica a la Comisión y le genera mayores certezas.

(Diálogos)

—— En discusión el artículo 23 que modifica el artículo 123 del Decreto Ley Nº 15.242.

Pueden ver que el artículo 123: "Al Poder Ejecutivo Compete: […]" del Título I, tiene once numerales. Propongo agregar dos más. Un numeral 12) que diga: "Dictar el manual de buenas prácticas mineras para el cual recibirá asesoramiento en Consejo Consultivo de Minería, y un numeral 13): "Creación del Consejo Consultivo de Minería".

En varias actividades como, por ejemplo las agropecuarias: riego, semillas, hay Consejos Consultivos, integrados por todos los actores involucrados, que no son vinculantes, pero tienen la potestad de asesorar, dirimir y proponer. La minería no tiene nada, no hay ni un instituto como existe en otras actividades, ni un consejo; ningún ámbito. No estoy hablando de proyectos específicos; estoy hablando de actividad minera en general y de crear, quizás, un Consejo Consultivo de Minería integrado por el Poder Ejecutivo, y presidido por el Ministerio de Industria, Energía y Minería, que integrarían los Ministerios de Ganadería, Agricultura y Pesca y de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, y habría que ver si tendría representación de los empresarios interesados del sector, o sea los empresarios mineros y agropecuarios y, eventualmente, trabajadores del sector.

SEÑOR BATTISTONI.- En principio estoy de acuerdo, pero no sé dónde van ubicados. Yo creo que el manual de buenas prácticas no tiene el mismo rango que tendría un Consejo Consultivo de Minería. Pienso que el manual de buenas prácticas debería pasar a la competencia del Ministerio de Industria, Energía y Minería y a la del Consejo Consultivo de Minería, pero sigue, por supuesto, en el Poder Ejecutivo.

SEÑOR PRESIDENTE.- Yo tuve esa duda. No sé si el manual de buenas prácticas se aprueba por una resolución ministerial o por un decreto del Poder Ejecutivo. Hasta dónde yo sé, generalmente los códigos de buenas prácticas que hay en el manejo del suelo, son decreto del Poder Ejecutivo. Si fuera así, tendría que estar dentro de las competencias del Poder Ejecutivo y sería un decreto firmado por el Presidente y el Ministerio de Industria, Energía y Minería. Por eso lo establecí; yo tuve la misma duda que plantea el Diputado.

SEÑOR BATTISTONI.- A mí me parece muy bueno que haya un manual de buenas prácticas.

SEÑOR PRESIDENTE.- Me parece que es una buena señal y una buena solución que hagamos referencia a un manual, pero no establecemos quién lo hace y es importante hacerlo.

SEÑOR BATTISTONI.- Precisamente, me parece que debería ser el Ministerio.

SEÑOR PRESIDENTE.- Me parece que los Códigos actuales como el de Aguas y el relativo al uso y preservación de suelos, así como el de buenas prácticas agrícolas, que creo que se está por aprobar se fijan por decreto del Poder Ejecutivo. Quizás pueda ser un Manual.

Creo que hay que consignar quién lo hace.

SEÑOR VARELA NESTIER.- En virtud de que hay que elaborar Manual, creo que le correspondería al Ministerio de Industria, Energía y Minería. Si se aplica por decreto, el Poder Ejecutivo hará el

correspondiente para ponerlo en práctica, pero entiendo que la elaboración del Manual reitero corresponde al Ministerio de Industria, Energía y Minería.

SEÑOR PRESIDENTE.- En el artículo 123, donde dice "I. Al Poder Ejecutivo compete:", proponemos agregar el numeral 12) estableciendo: "Créase el Consejo Consultivo de Minería, que estará integrado por el Ministerio de Industria, Energía y Minería, el Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca, el Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, y otros integrantes".

(Se suspende la toma de la versión taquigráfica)

SEÑOR ABISAB.- Se propone que el artículo 120 bis se redacte de la siguiente manera: "Créase una Comisión de Seguimiento de actividades, impacto y desempeño del emprendimiento para los proyectos mineros que involucren una inversión que en cualquiera de sus tramos supere [...]" y luego continúa igual.

SEÑOR PRESIDENTE.- Volviendo al numeral 12) del numeral 123, quedaría redactado de la siguiente manera: "Se crearía el Consejo Consultivo de Minería que estará integrados y presidido por el Poder Ejecutivo, y los actores interesados en el desarrollo de la minería en Uruguay. El Poder Ejecutivo, a través de la reglamentación, determinará la integración del mismo, así como sus competencias". De esta forma, creamos el organismo y lo establecemos de forma amplia.

(Diálogos)

—— En discusión el numeral 12) del artículo 123, "I.- Al Poder Ejecutivo compete:", que figura en el artículo 23 del proyecto, que quedaría redactado de la siguiente manera: "Creación del Consejo Consultivo de Minería, cuya integración determinará el Poder Ejecutivo, que lo presidirá e incluirá a los actores involucrados en el desarrollo de la actividad de minería".

(Apoyados)

—— Si no se hace uso de la palabra, se va a votar.

(Se vota)

—— Cuatro por la afirmativa: AFIRMATIVA. Unanimidad.

Además, proponemos que en el artículo 123, donde dice "II. Al Ministerio de Industria, Energía y Minería compete:", que figura en el artículo 23 del proyecto, se agregue el numeral 5), que quedaría redactado de la siguiente manera: "Elaborar el Manual de buenas prácticas mineras".

(Apoyados)

—— Si no se hace uso de la palabra, se va a votar.

(Se vota)

—— Cuatro por la afirmativa: AFIRMATIVA. Unanimidad.

Se pasa a considerar el artículo 2º, que sustituye el literal a) del artículo 31 de la Ley Nº 15.242.

En discusión.

Si no se hace uso de la palabra, se va a votar, en la redacción dada por el Poder Ejecutivo.

(Se vota)

—— Tres en cuatro: AFIRMATIVA.

Dejo constancia de que no voté este artículo y de que presentaré un sustitutivo en Sala.

Se levanta la reunión.